

Abb. 19. Veränderung der Zusammensetzung eines Öles, wie sie durch Chromatographie erkannt werden kann. N = Stickstoff, S = Schwefel, O = Sauerstoff

gradation nur bei Temperaturen unter ca. 80° C stattfinden. Bei höheren Temperaturen wurde bislang keine Biodegradation beobachtet.

Biodegradation kann verschieden stark ausgeprägt sein. Je nach Intensität ändert sich die Zusammensetzung des resultierenden Öles sukzessive hin zu immer schwereren, schwefelreicheren Ölen (Abb. 19). Als erstes werden von den Bakterien die n-Alkane zerstört und danach immer komplexere Verbindungen. Da man die Freßgewohnheiten der Bakterien kennt, kann man aus der Zusammensetzung eines degradierten Öls auf den Grad der Degradation schließen.

Obwohl Biodegradation schon während der Migration einsetzen kann, wird der Haupteffekt erst in der Lagerstätte selbst erreicht, da dort die Verweilzeiten des Öls im Vergleich zur Migration entsprechend länger sind.

Biodegradation kann den Inhalt einer Lagerstätte so weit verändern, daß eine Produktion unwirtschaftlich oder aber auch unmöglich wird.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.6.:

CONNAN, J., LETRAN, Kh. & WEIDE, B. van der, 1975; CONNAN, J. 1984; FORCHE, R. & HOLLERBACH, A. 1989; PÄTZ, H. 1984; SAFRONOVA, T. P. 1981; SZOLNOKI, J. & FISCH, I. 1973.

## II.1.7. Lagerstättenwässer

von Harald BUCHTA

Die Poren- und Klufträume der produktiven Speichergesteine von KW-Lagerstätten enthalten Erdöl, Erdgas und begleitendes Wasser. Normalerweise nimmt dabei das Wasser, welches die größte Dichte

der drei Komponenten besitzt, die tieferen Teile innerhalb der Gesteinsschicht ein (Formations- oder Lagerstättenwasser). Über dem Wasser lagert, wie erwähnt im Poren- oder Kluftraum, das Erd-

öl und noch höher das Gas, sofern sich dieses im freien Zustand befindet.

Wie kamen nun diese drei Komponenten in die Speichergesteine? Flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe, gemeinsam mit aus Organismen stammenden Wässern, migrierten aus dem Muttergestein in die überlagernden Schichten. In Speichergesteinen mit guter Abdichtung gegen oben endete diese Migration, wobei das dort im Poren- oder Klufttraum schon vorhandene Wasser zum Großteil verdrängt wurde (siehe Kapitel II.1.1. bis II.1.6. sowie II.1.8.). Das Restwasser vermischte sich mit dem Migrationswasser. Diese Mischung kann dann im Verlauf der Ausförderung einer Lagerstätte als Formationswasser gemeinsam mit dem Öl und Gas über die Fördersonden, meist in Form einer Wasser-in-Öl-Emulsion oder als Wasser-Gasschaum, zutage gebracht werden.

Die Formationswässer von Erdöl- und Erdgaslagerstätten können einen sehr hohen Salzgehalt, im Extremfall bis zu 35% Masse, aufweisen. Ein Beispiel für die Wasserzusammensetzung eines sehr produktiven Ölträgers im Wiener Becken, dem 8. Tortonhorizont (Badener Serie) ist in Tabelle 6 gegeben. Zum Vergleich dazu ist die Zusammensetzung von Meerwasser (Durchschnitt), weiters des Mineralwassers

von Bad Tatzmannsdorf im Burgenland und der Salzsole von Bad Reichenhall in Bayern angegeben. Wie zu ersehen ist, unterscheidet sich Erdölbegleitwasser und Meerwasser vor allem durch die verschiedenen Gehalte an Sulfaten ( $\text{SO}_4$ ), Magnesium und Jod. Die meisten Mineralwässer haben eine wesentlich geringere, Salzsolen eine wesentlich höhere Gesamtmineralisation als Erdölbegleitwässer.

Die chemische Zusammensetzung der Formationswässer wird also im wesentlichen durch den Gehalt an Natriumchlorid (Kochsalz) bestimmt. Wichtige Kationen (Ionen mit positiver Ladung) sind Mg, Ca, K, Fe, und  $\text{NH}_4$ , wichtige Anionen (Ionen mit negativer Ladung) sind  $\text{CO}_3$ ,  $\text{HCO}_3$ ,  $\text{SO}_4$ , Br und J. Weiters finden sich – oftmals nur im Spurenbereich – Al, Ba, Be, Cd, Cu, Hg, P, Pb, Rb, Si, Sr, V und Zn. Miteingeschlossenes  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  sind desgleichen in vielen Fällen anzutreffen. Organische Inhaltsstoffe, wie Naphthensäuren, Fettsäuren und Phenole lassen sich ebenfalls nachweisen.

Chemisch-analytisch werden die Komponenten der Lagerstättenwässer durch elektrochemische und spektroskopische Methoden erfaßt. Mit dem Atom-Absorptions-Spektrographen (Abb. 20) gelingt der Nachweis von Spurenelementen bis in den ppm-Bereich (= parts per million)

Tabelle 6: Chemische Zusammensetzung von Wässern, Angaben in mg pro Liter

Chemische Bestandteile	Formationswasser, 8.TH. Matzen	Meerwasser (Durchschnitt)	Mineralwasser Bad Tatzmannsdorf (Bgld.)	Salzsole Bad Reichenhall (Bayern)
Na	9 610	10 300	292	105 339
K	60	380	10	765
Mg	89	1 240	91	618
Ca	183	390	263	1 205
Sr	20	12	4	38
Fe	7	≤ 0,02	7	1,2
Cl	14 810	18 500	227	163 300
Br	85	63	0,2	59
J	50	0,05	0,2	0,2
F	< 0,1	1	0,3	0,3
$\text{SO}_4$	14	2 580	165	5 201
$\text{HCO}_3$	1 070	138	1 465	175
$\text{BO}_3$	118	24	7	20
Gesamtmineralisation	26 124	33 650	2 596	276 771

und auch darunter. Weitere Analysenhinweise sind im Kapitel VI.1.5. zu finden.

Die Formationswässer erfahren während der Diagenese, gemeint ist hier die Veränderung der Sedimente nach ihrer Ablagerung, eine Konzentrationserhöhung, verbunden mit einer Verringerung der Gehalte an Sulfat und Magnesium. Chlorid wird dabei aber angereichert. Die Begleitwässer des Erdöls, insbesondere junger Lagerstätten, sind reich an Jod und Brom. Dieser hohe Jod- und Bromgehalt entstammt vorwiegend marinen Pflanzen. Meerwasser ist dagegen arm an Jod, weil das vorwiegend vom Festland und aus dem Regenwasser ins Meer gelangende Element sofort vom Phyto- und Zooplankton aufgenommen und dort gespeichert wird. Die Anwesenheit dieser biogenen (= von Organismen stammenden) Elemente zeigt daher, daß die begleitenden Salzwässer der KW eben zum Teil aus fossilen Organismen hervorgegangen sind, die außerdem zu einem hohen Prozentsatz aus Wasser bestehen. Die Lagerstättenwässer bestehen also nicht nur aus miteinander geschlossenen Meerwasser, sondern auch aus jenem Wasser, das die fossilen Organismen geliefert haben.

Eine besondere Anwendung als „chemisches Geothermometer“ findet die Konzentrationsbestimmung von Silizium, Magnesium oder Lithium (in Mikrogramm pro Liter) in diesen Wässern. Es lassen

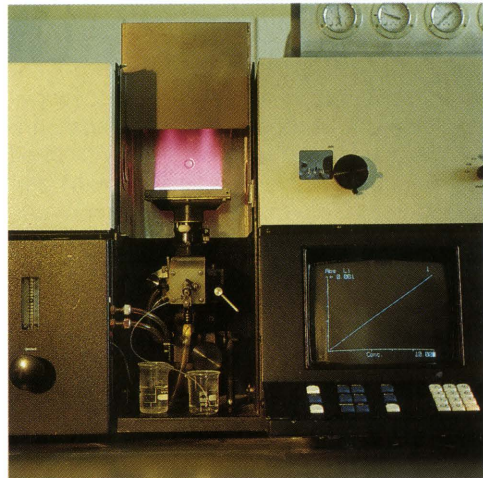


Abb. 20. Atomabsorptionsspektrometer zur Bestimmung von Spurenelementen

sich daraus im Bereich von 40° bis 350° die ursprünglichen Untergrund- und Lagerstätten Temperaturen bestimmen, was zu wertvollen Hinweisen auf die Genese (Entstehung) und Korrelation (Verknüpfung) benachbarter Lagerstätteninhalte führt.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.7.:

COLLINS, A. G. 1980; DIETRICH, P. G. 1983; GRASSHOFF, K. 1983; HÄHNE, R. & RASCHER, J. 1978; KREJCI-GRAF, K. 1980; OSTROFF, A. G. 1979.

## II.1.8. Hydrostatik und Hydrodynamik

von Gerhard SCHRÖCKENFUCHS

Hydrostatik (Wasser in Ruhe) und Hydrodynamik (Wasser in Bewegung) sind Begriffe aus der Physik, die auf Lagerstättenverhältnisse übertragen, den Hinweis geben, ob die Formationswässer in einer bestimmten geologischen Zone sich in Ruhe befinden oder in Bewegung sind. Die Untersuchung derartiger Verhältnisse erfolgt sowohl großräumig wie auch regional. Von der Lagerstättenbildung weiß man, daß die Kohlenwasserstoffe (KW) aus dem Gestein, in dem ihre Bildung er-

folgte, ausgewandert sind (Migration) und sich in geologisch günstigen Zonen akkumuliert haben (siehe Kapitel II.1.3.2.). Die Migration der KW steht häufig mit den Fließerscheinungen der Formationswässer im Zusammenhang. Hydrodynamische Untersuchungen erfolgen daher mit dem Ziel, die für die Akkumulation von KW günstigen bzw. ungünstigen Zonen zu erkennen, um damit das Risiko für Aufschlußbohrungen zu verringern (siehe auch Kapitel II.2.8.).